

Inversor Fotovoltaico Monofásico Interconectado a la Red con Soporte de Potencia Reactiva

Fernando I. Quiroz-Vázquez* V. Cárdenas*
J. González-Rivera* Mario González-García*
Alejandro Aganza-Torres** Fortino Mendoza-Mondragón***

* Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de San Luis Potosí,
San Luis Potosí, S.L.P. 78290 México (e-mail:
fernando.iqv@gmail.com, vcardena@uaslp.mx, glzrivera04@gmail.com,
mgonzalez@uaslp.mx)

** Department of Electrical Power Engineering (EVS), Kassel
University, Wilhelmshöher Allee 71, 34121 Kassel, Germany (e-mail:
alejandros.aganza@uni-kassel.de)

*** Departamento de R+D+i, LiCORE AC, Querétaro, QRO, 76063,
México (e-mail: f.mendoza@licore.org)

Resumen: En este trabajo se analiza el impacto de la función de soporte de potencia reactiva en un inversor fotovoltaico interconectado a red, y las repercusiones en el dimensionamiento del condensador del bus de CD. Se plantea un análisis que permite encontrar una expresión que considera la potencia aparente que procesa el convertidor, y con esta expresión se evalúa el rizo de tensión, y se compara con el obtenido en simulación y de forma experimental. El análisis se plantea para un convertidor de dos etapas integrado por un convertidor CD-CD y un inversor. La salida del inversor se conecta a la red eléctrica a través de un filtro LCL, y se modela en el marco de referencia dq . Dicho modelo se emplea para proponer un control basado en pasividad (PBC, por sus siglas en inglés) que permita cumplir con los objetivos de control: gestión de potencia reactiva y regulación de la tensión del bus de CD. El convertidor CD-CD se emplea para realizar el seguimiento del máximo punto de potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) a través de un control PI. Se presentan resultados de simulación y experimentales, para una potencia nominal de 750 W y 750 VAR.

Palabras clave: sistemas electrónicos de potencia, inversor, soporte de potencia reactiva, energías renovables.

1. INTRODUCCIÓN

El uso de energía solar fotovoltaica y eólica para generar energía eléctrica ha tenido un importante desarrollo en los últimos treinta años. De forma particular, en la última década estas fuentes de energía han tenido una importante penetración en las redes eléctricas, tanto en grandes sistemas de generación a partir de granjas fotovoltaicas y eólicas, como en pequeños sistemas de generación distribuida a nivel urbano, principalmente de tipo fotovoltaico. Este crecimiento se ha dado a la par con el incremento en la demanda de energía eléctrica, y también resultado de una estrategia con posibilidades de reducir paulatinamente el impacto ambiental por el uso de combustibles fósiles para generar electricidad. Esto ha impulsado el desarrollo de nuevas tecnologías

para mejorar el aprovechamiento energético. Sin embargo, es bien conocido que la alta penetración de energías renovables de generación intermitente ocasiona problemas operativos en el sistema eléctrico de potencia (Walling et al., 2008).

Uno de los elementos fundamentales al hablar de energías renovables basadas en sistemas fotovoltaicos, es el convertidor de electrónica de potencia que sirve como enlace entre la fuente de generación y la red eléctrica. En la literatura especializada se reportan varias estructuras de convertidores que permiten aprovechar el recurso energético (Deshpande and Bhasme, 2017) y (Jana et al., 2017); no obstante, los recientes cambios en los estándares internacionales para sistemas fotovoltaicos interconectados consideran incorporar funciones avanzadas que brinden soporte a la red eléctrica (IEEE 1547-2018, 2018), y que los sistemas de electrónica de potencia convencionales para

* Este trabajo fue desarrollado en el marco del proyecto Premio PRODETES, UASLP-AG-271/18, UASLP y LiCORE.

aplicaciones fotovoltaicas no son capaces de proveer (Yang et al., 2014). De forma general un convertidor interconectado a la red sólo inyecta la potencia activa proveniente del arreglo fotovoltaico; cuando una operación anormal del sistema eléctrico de potencia ocurre, el convertidor se mantiene inyectando energía al sistema eléctrico, hasta detectar variaciones en los parámetros de la red (tensión y frecuencia comúnmente) que sobrepasen umbrales establecidos, provocando que el convertidor se desconecte de la red eléctrica. En zonas con alta penetración de sistemas fotovoltaicos, lo anterior se puede traducir en afectaciones de tensión, variaciones de frecuencia, flujos de potencia inversos, etc. Una de las funciones consideradas en los nuevos esquemas operativos y en el estándar de la *IEEE* es el soporte de potencia reactiva a la red eléctrica a partir de sistemas fotovoltaicos interconectados, como se observa en el perfil de potencia reactiva de la Figura 1.

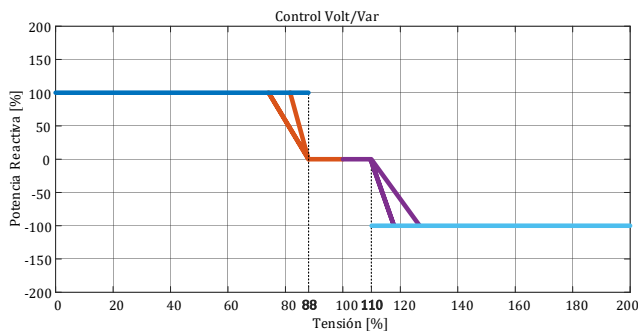


Figura. 1. Inyección de potencia reactiva a la red en función de sus condiciones de tensión (IEEE 1547-2018, 2018).

Las variaciones de tensión en la red pueden ser generadas por fallas en las líneas de transmisión o distribución, así como cambios de carga o generación. La función denominada control Volt/Var pretende dar soporte a la red inyectando reactivos para compensar las variaciones de tensión, emulando el comportamiento de un compensador estático (Abu-Siada, 2017). En este sentido, es necesario que los convertidores de electrónica de potencia, además de inyectar la potencia activa proveniente de los sistemas de generación a la red, sean capaces de manejar el flujo bidireccional de potencia reactiva, como se ejemplifica en la Figura 2. En la literatura se reportan diferentes aplicaciones relacionadas con este tópico; una de ellas se muestra en (Varma and Siavashi, 2018), donde se utiliza al convertidor de electrónica de potencia para inyectar la energía proveniente del sistema fotovoltaico a la red y, además, cuando la producción energética es baja, se utiliza como un compensador estático de potencia (*STAT-COM*, por sus siglas en inglés); otra aplicación se muestra en (Afshari et al., 2017), donde la principal aportación es la validación de técnicas de modulación que permitan el manejo de reactivos.

En este trabajo se analiza el impacto en el bus de CD (v_{CD}) del convertidor de electrónica de potencia de un sistema fotovoltaico, cuando proporciona soporte de poten-

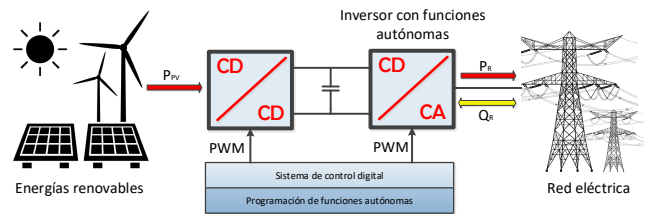


Figura. 2. Esquema de un inversor interconectado a la red eléctrica.

cia reactiva a la red eléctrica. El sistema bajo estudio se muestra en la Figura 3; en la sección 2 se presentan diferentes análisis para determinar la capacidad de manejo de potencia reactiva en el sistema, sin comprometer las funciones básicas del sistema fotovoltaico. Posteriormente se plantea la estructura de control del convertidor, y se presentan resultados de simulación y experimentales para validar los desarrollos. Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo.

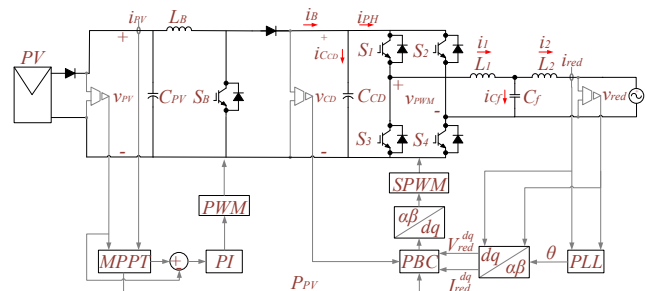


Figura. 3. Convertidor fotovoltaico de dos etapas interconectado a la red eléctrica.

2. ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA DE DOS ETAPAS

Existen diferentes configuraciones para sistemas fotovoltaicos, sin embargo, se puede destacar que los convertidores de dos etapas pueden resultar más convenientes en sistemas de más de 1 kW, dado que al estar compuestos de dos convertidores en cascada (CD-CD y CD-CA), se pueden dividir los objetivos de control logrando con esto un mejor desempeño en el procesamiento de potencia.

En la Figura 3, se muestra la estructura considerada, la cual tiene una amplia penetración de uso en sistemas de hasta 10 kW. Está formada por un convertidor CD/CD acoplado al sistema fotovoltaico, cuya función básica es garantizar que el sistema logre el *MPPT*. Posteriormente, se cuenta con un inversor (convertidor CD/CA), acoplado a través del condensador (C_{CD}) que mantiene estable el bus de CD, siendo un elemento fundamental para soportar condiciones de operación de potencia reactiva con la red. El acoplamiento del inversor con la red se realiza a través de un filtro LCL. Comúnmente en la interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica se emplean filtros de primer orden o tipo L, cuya finalidad es atenuar las componentes armónicas de corriente asociadas a la conmutación. Puesto que la tarea de filtrado solo la realiza

el inductor, éste tiende a ser de un valor de inductancia alto con el propósito de cumplir con las restricciones de distorsión armónica de corriente (THD_i , por sus siglas en inglés) establecidas por las distintas normas y estándares internacionales. Asociado al valor de inductancia y las implicaciones físicas que esto conlleva (tamaño y peso), el inductor tiende a impactar en el costo final del sistema. Con el fin de minimizar estas limitantes se han empleado otras configuraciones viables de filtros (Beres et al., 2016), siendo la estructura LCL una de las más ventajosas.

2.1 Modelo del convertidor y análisis del bus de CD

Tomando en cuenta las resistencias parásitas de los elementos pasivos, el modelo matemático promedio que describe en buena manera el comportamiento dinámico del convertidor se muestra en la ecuación (1).

$$\begin{aligned} L_1 \dot{i}_1 &= -(R_1 + R_f)i_1 + R_f i_2 - v_{C_f} + uv_{CD} \\ L_2 \dot{i}_2 &= R_f i_1 - (R_2 + R_f)i_2 + v_{C_f} - v_{red} \\ L_B \dot{i}_B &= V_{PV} - (1-d)v_{CD} \\ C_f \dot{v}_{C_f} &= i_1 - i_2 \\ C_{CD} \dot{v}_{CD} &= (1-d)i_B - ui_1 \end{aligned} \quad (1)$$

Donde R_1 , R_2 , R_f representa las resistencia parásita equivalente de los elementos pasivos, d es el ciclo de trabajo del convertidor CD-CD y u representa la señal de control o modulación del inversor.

El flujo de potencia entre el convertidor y la red eléctrica, dependerá de las condiciones en las que se encuentre operando la red. Es decir, dada una condición de la red, se puede modular una tensión en terminales del convertidor que permita el flujo de potencia entre ambos sistemas, sabiendo que:

$$v_{red} = V_p \sin(\omega t),$$

se puede obtener una corriente en función de la potencia y la tensión de red, como se muestra a continuación:

$$i_2 = \frac{2S}{V_p} \sin(\omega t + \phi), \quad \phi = \tan^{-1} \left(\frac{P}{Q} \right).$$

V_p es la tensión pico de la red, ω es la frecuencia angular de la red, $S = \sqrt{(P)^2 + (Q)^2}$ es la potencia aparente, P es la potencia activa disponible y Q es la potencia reactiva que se inyectará o extraerá de la red.

Contemplando el modelo representado en la ecuación (1) y las consideraciones anteriores, se puede llegar a las expresiones (2) y (3), las cuales representan el comportamiento de la corriente y señal de modulación en estado estable.

$$i_1 = A \sin(\omega t + \phi) + B \cos(\omega t) \quad A, \quad (2)$$

$$u = \frac{1}{V_{CD}} [C \sin(\omega t) + D \cos(\omega t + \phi)], \quad (3)$$

donde:

$$A = \frac{2S - 2SL_2 C_f \omega^2}{V_p}, \quad B = C_f \omega V_p, \quad C = V_p - L_1 C_f \omega^2$$

$$D = \frac{2S(L_1 + L_2)\omega - 2SL_1 L_2 C_f \omega^3}{V_p}.$$

Del modelo matemático del convertidor (1), se puede determinar que el rizo de tensión está dado por (4):

$$\Delta V_{CD} = \frac{1}{C_{CD}} \int_0^t (i_B - ui_1) dt. \quad (4)$$

Sustituyendo la ecuación (2) y (3) en (4), se puede obtener la ecuación (5).

$$C_{CD} = \frac{S}{2\pi f \Delta V_{CD} V_{CD}}. \quad (5)$$

Esta expresión puede ser empleada para el dimensionamiento del condensador del bus de CD, lo cual es de suma importancia, dado que el tamaño físico del condensador impacta directamente en el costo total del equipo; además, desde el punto de vista del sistema de control, se puede estimar el rizo de tensión en función de la capacitancia, tensión y potencia aparente; de forma que la THD de corriente inyectada a la red cumpla con la normatividad. Se puede apreciar que el rizo de tensión está directamente relacionado con el nivel de potencia aparente en el inversor, siendo así dependiente de manera simultánea del efecto combinado de P y Q. Se puede obtener un rizo de la misma magnitud para diferentes valores de pares (P,Q) que generen la misma S; la diferencia será en términos de fase.

3. SISTEMA DE CONTROL

Se propone un esquema de control basado en pasividad para la regulación de la tensión del bus de CD y la gestión de potencia reactiva (Q) que brinda soporte a la red. La tarea de seguimiento del máximo punto de potencia la realiza el convertidor CD-CD; para esto se utiliza un control PI y la referencia es generada por el algoritmo de conductancia incremental (Zhu et al., 2011).

Dado el sistema mostrado en la ecuación (1), se le aplica un cambio al marco de referencia dq con base en (Gonzalez et al., 2004), y el modelo resultante se reescribe para obtener la estructura mostrada en la ecuación (6). Con base en (Ortega et al., 2012) se puede emplear la siguiente metodología para establecer la ley de control.

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{x}} + \mathbf{R}\mathbf{x} + \mathbf{J}\mathbf{x} = \boldsymbol{\varepsilon} \quad (6)$$

donde:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} L_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & L_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & L_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & C_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & C_{CD} \end{bmatrix},$$

se define como la matriz de almacenamiento y debe cumplir $\mathbf{M} > 0$. \mathbf{R} es la matriz de amortiguamiento, en la cual solo se consideran las resistencias parásitas de los inductores; también, $\mathbf{R} \geq 0$,

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} 0 & -\omega L_1 & 0 & 0 & 1 & 0 & -u^d \\ \omega L_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -u^q \\ 0 & 0 & 0 & -\omega L_2 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \omega L_2 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -\omega C_f & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & \omega C_f & 0 & 0 \\ u^d & u^q & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix},$$

representa la matriz antisimétrica y tiene la propiedad $\mathbf{J} = -\mathbf{J}'$.

$$\boldsymbol{\varepsilon} = [0 \ 0 \ V_{red}^d \ V_{red}^q \ 0 \ 0 \ i_B]^T,$$

son las entradas no controladas y,

$$\mathbf{x} = [i_1^d \ i_1^q \ i_2^d \ i_2^q \ V_{cf}^d \ V_{cf}^q \ V_{CD}]^T,$$

es el vector de variables de estado.

Con las restricciones mencionadas anteriormente se puede proponer la ley de control (de forma implícita) mostrada en la expresión (7).

$$\mathbf{M}\dot{\mathbf{x}}^* + \mathbf{R}\mathbf{x}^* + \mathbf{J}\mathbf{x}^* + \mathbf{R}_a\mathbf{e} = \boldsymbol{\varepsilon}, \quad (7)$$

donde \mathbf{x}^* representa las variables deseadas, \mathbf{R}_a es el amortiguamiento añadido y \mathbf{e} es el error definido como $(\mathbf{x}^* - \mathbf{x})$. De la expresión 7, se extrae la ley de control, resultando en (8) y (9).

$$u^d = \frac{1}{V_{CD}^*} [L_1 \dot{i}_1^{d*} + R_1 i_1^{d*} - \omega L_1 i_1^{q*} + V_{C_f}^d + k_1(i_2^{d*} - i_2^d) + k_3(V_{CD}^* - V_{CD})], \quad (8)$$

$$u^q = \frac{1}{V_{CD}^*} [L_1 \dot{i}_1^{q*} + R_1 i_1^{q*} + \omega L_1 i_1^{d*} + V_{C_f}^q + k_2(i_2^{q*} - i_2^q)]. \quad (9)$$

Cabe destacar que los valores deseados se pueden generar a partir de la potencia activa y reactiva que procesará el convertidor. La prueba de estabilidad se verifica con base en (Ortega et al., 1998). Además, el control es evaluado en un simulador en tiempo real, lo cual se detalla posteriormente.

4. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

4.1 Resultados en PSIM

El efecto en el bus de CD del manejo de potencia reactiva, se valida comparando el rizo de tensión obtenido mediante la ecuación (5) y los resultados de la simulación hecha en PSIM con los datos de la Tabla 1. Cabe mencionar que para este caso de estudio se utilizaron 3 módulos foto-voltaicos en serie ERDM 250 P/6 operando en condiciones

nominales; además, el algoritmo de seguimiento de fase (PLL, por sus siglas en inglés) se implementó con base en (Ciobotaru et al., 2006).

Tabla 1. Parámetros de simulación.

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
P_{PV}	750 W	R_2	1.11138.39 $m\Omega$
P	750 W	C_f	6.88 μF
Q	± 750 VAR	C_{CD}	2400 μF
V_{red}	127 V_{RMS}	L_B	7 mH
V_{CD}	250 V	C_{PV}	69.05 μF
f_0	60 Hz	k_1	4
$f_{sw_{PH}}$	12500 Hz	k_2	3
$f_{sw_{Boost}}$	25000 Hz	k_3	0.00125
$f_{sw_{MPPPT}}$	4 Hz	k_{PLL}	575
L_1	3.03 mH	$k_{I_{PLL}}$	82730
R_1	142.50 $m\Omega$	$k_{P_{Boost}}$	0.006
L_2	1.11 mH	$k_{I_{Boost}}$	1.5

Se evalúan dos casos de operación, con un tiempo de simulación de 1s, y se describen a continuación:

- Caso 1: se inyectan 750 W a la red, en $t = 0.7$ s se hace un cambio en la tensión de la red al 80 % y en $t = 0.9$ s se inyectan 750 VAR a la red, Figura 4.
- Caso 2: se inyectan 750 W a la red, en $t = 0.7$ s se hace un cambio en la tensión de la red al 110 % y en $t = 0.9$ s se extraen 750 VAR de la red, Figura 5.

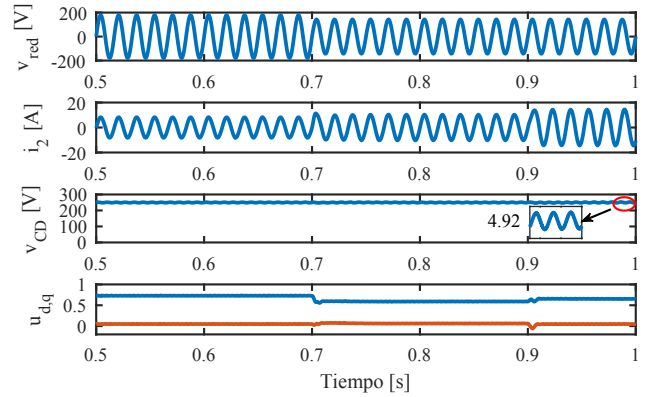


Figura 4. Resultados de simulación para el Caso 1, de arriba hacia abajo: tensión de red, corriente inyectada a la red, tensión del bus de CD, componentes u_d y u_q de control.

En la Tabla 2, se muestra una comparativa del rizo de tensión estimado y el obtenido por la simulación.

Tabla 2. Rizo de tensión en el bus de CD.

Caso	Estimado (V)	Simulación (V)	Error (%)
1	4.68	4.92	4.87
2	4.68	4.67	0.21

El error obtenido en la comparativa es aceptable, por lo que la expresión 5 puede emplearse para estimar el rizo de tensión en el bus de CD cuando se brinda soporte de potencia reactiva a la red.

A partir de la expresión 5 se puede realizar una estimación comparativa. Por ejemplo, si el convertidor inyecta 750 W

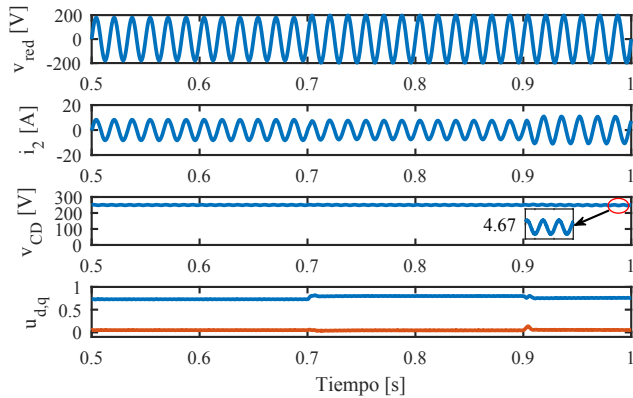


Figura. 5. Resultados de simulación para el Caso 2, de arriba hacia abajo: tensión de red, corriente inyectada a la red, tensión del bus de CD, componentes u_d y u_q de control.

a la red, y se desea dar soporte de potencia reactiva a la red eléctrica, manteniendo un rizo del 2 % en la tensión del bus de CD, la capacitancia necesaria aumentará un 42 % aproximadamente comparado con un convertidor convencional. Por otra parte, si el convertidor no está diseñado para proporcionar soporte de potencia reactiva a la red eléctrica y aún así se emplea de esta forma bajo las consideraciones anteriores, el rizo aumentará un 42 % aproximadamente. Es decir, la capacitancia del condensador del bus de CD o el rizo de tensión estarán afectados por un factor $\frac{1}{F_P}$, cuando se da soporte de potencia reactiva a la red.

4.2 Resultados de simulación en tiempo real

Empleando el dispositivo de simulación en tiempo real *Typhoon HIL 402*, se simula el sistema de la Figura 3, con los parámetros mostrados en la Tabla 1. Esto con la finalidad de observar la dinámica de la señal de modulación y con ello validar las ganancias propuestas para el control.

En la Figura 6, se muestra una reducción en la tensión de la red al 90 %, en el instante t_0 . Tomando en cuenta la Figura 1, en esta región no existe compensación de reactivos. En este escenario de operación, se observa que la corriente inyectada presenta un transitorio con una duración inferior a medio ciclo de red; además, el transitorio en el condensador del bus de CD es prácticamente nulo.

En la Figura 7, se muestran los resultados de elevar la tensión de la red al 120 % en t_0 ; se observa que el rizo en la tensión del bus de CD (v_{CD}) aumenta debido al incremento en la potencia aparente que procesa el inversor. También se aprecia que el transitorio tiene una duración inferior al ciclo de red y los sobretiros no representan una magnitud que comprometa la operación del convertidor.

5. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Para la validación experimental se sustituyó el convertidor CD-CD por una fuente de CD. Los parámetros

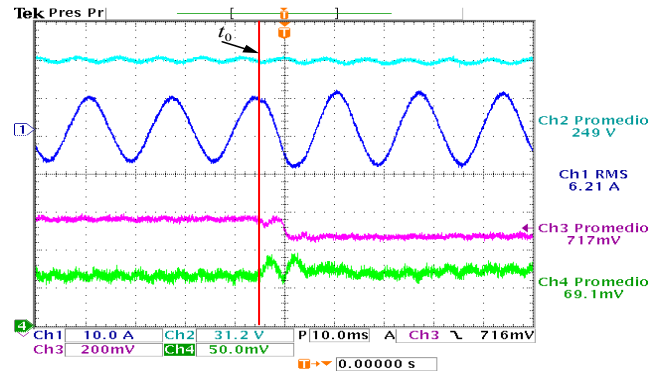


Figura. 6. Resultados obtenidos a través de la plataforma *Typhoon*; Ch1: i_2 , Ch2: v_{CD} , Ch3: u_d y Ch4: u_q .

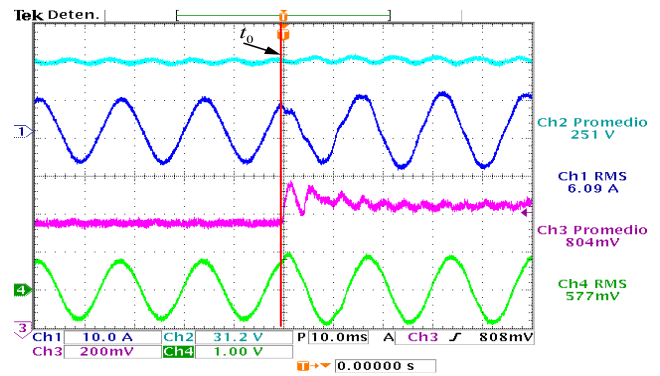


Figura. 7. Resultados obtenidos a través de la plataforma *Typhoon*; Ch1: i_2 , Ch2: v_{CD} , Ch3: u_d y Ch4: u_q .

del inversor corresponden a los mostrados en la Tabla 1; la sincronización con la red y modulación del inversor se implementaron con el dispositivo TMS320F28379D de *Texas Instruments*. Se evaluaron dos casos, para validar el desempeño del rizo de tensión en el bus de CD en lazo abierto; estos se describen a continuación:

- Caso 1: inyección de potencia activa ($P = 837.5$ W) y reactiva ($Q = 602.5$ VAR) a la red, Figura 8.
- Caso 2: inyección de potencia activa ($P = 552.6$ W) y extracción de potencia reactiva ($Q = 986.3$ VAR) de la red, Figura 9.

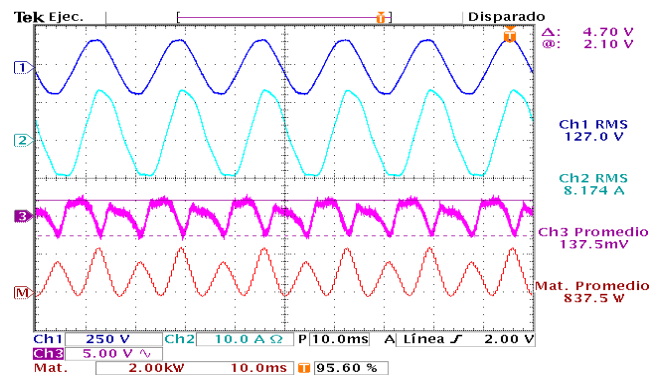


Figura. 8. Resultados experimentales para el Caso 1; Ch1: v_{red} , Ch2: i_2 , Ch3: ΔV_{CD} y Mat. Promedio: P.

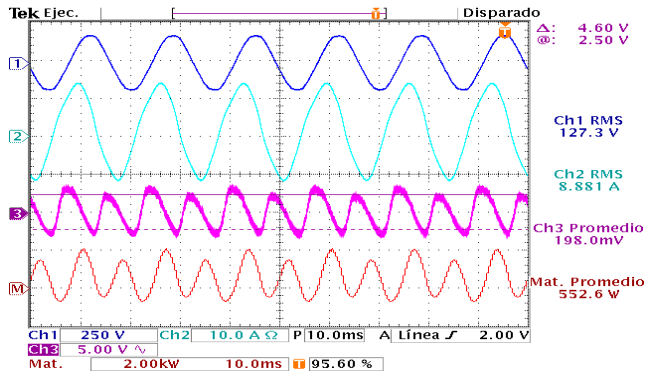


Figura. 9. Resultados experimentales para el Caso 2; Ch1: v_{red} , Ch2: i_2 , Ch3: ΔV_{CD} y Mat. Promedio: P.

En la Tabla 3, se muestra la comparativa de los rizados de tensión obtenidos experimentalmente.

Tabla 3. Rizo de tensión en el bus de CD.

Caso	Estimado (V)	Experimental (V)	Error (%)
1	4.58	4.70	2.55
2	4.95	4.60	7.60

En la Figura 8 y 9, se observa que la tensión de la red eléctrica tiene distorsión armónica, por lo que al ser pruebas en lazo abierto, la corriente inyectada a la red muestra distorsión armónica. No obstante, los resultados del rizo obtenidos experimentalmente tienen un error aceptable, por lo que se puede validar la expresión (5) para dimensionar el condensador del bus de CD (C_{CD}), cuando se provee soporte de potencia reactiva a la red.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó una evaluación del impacto que tiene la operación de la función de soporte de potencia reactiva en la tensión del bus de CD. La validación del impacto se realizó mediante una comparativa del rizo obtenido analíticamente, a través de simulación y de forma experimental. Los resultados tienen un error inferior al 10 %, por lo que la expresión analítica obtenida se puede utilizar para dimensionar el condensador en función de la potencia aparente del sistema. También puede emplearse para la estimación del rizo de tensión, de forma que este no afecte de manera significativa la THD_i de corriente que se inyecta a la red, cuando se retroalimenta la tensión del bus de CD (V_{CD}).

La interconexión del convertidor se realiza a través de un filtro LCL; sin embargo, pese a ser un filtro de alto orden, el manejo de la potencia aparente asociada a los elementos pasivos es reducida y no tiene impacto mayor en el rizo del bus de CD. Por lo tanto para dimensionar el condensador del bus de CD, cuando el convertidor realice la tarea de soporte de potencia reactiva, solo será necesario conocer la potencia aparente que procesará el convertidor.

REFERENCIAS

Abu-Siada, A. (2017). Review of flexible AC transmission systems; enabling technologies for future smart grids. In *2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*, 6–11.

Afshari, E., Moradi, G.R., Ramyar, A., Rahimi, R., Farhangi, B., and Farhangi, S. (2017). Reactive power generation for single-phase transformerless vehicle-to-grid inverters: A review and new solutions. In *2017 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, 69–76.

Beres, R.N., Wang, X., Liserre, M., Blaabjerg, F., and Bak, C.L. (2016). A review of passive power filters for three-phase grid-connected voltage-source converters. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 4(1), 54–69.

Ciobotaru, M., Teodorescu, R., and Blaabjerg, F. (2006). A new single-phase pll structure based on second order generalized integrator. In *2006 37th IEEE Power Electronics Specialists Conference*, 1–6.

Deshpande, S. and Bhasme, N.R. (2017). A review of topologies of inverter for grid connected pv systems. In *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, 1–6.

Gonzalez, M., Cardenas, V., and Pazos, F. (2004). Dq transformation development for single-phase systems to compensate harmonic distortion and reactive power. In *9th IEEE International Power Electronics Congress, 2004. CIEP 2004*, 177–182.

IEEE 1547-2018 (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, 1–138.

Jana, J., Saha, H., and Bhattacharya, K.D. (2017). A review of inverter topologies for single-phase grid-connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 1256 – 1270.

Ortega, R., Espinosa-Pérez, G., and Astolfi, A. (2012). Theory for the user and application examples of the passivity-based control for ac electric machines. In *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 758–763.

Ortega, R., Lor, A., J Nicklasson, P., Sira-Ramirez, H., and Rez, R. (1998). *Passivity-Based Control of Euler-Lagrange Systems: Mechanical, Electrical and Electromechanical Applications*.

Varma, R.K. and Siavashi, E.M. (2018). Pv-statcom: A new smart inverter for voltage control in distribution systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(4), 1681–1691.

Walling, R.A., Saint, R., Dugan, R.C., Burke, J., and Kojovic, L.A. (2008). Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(3), 1636–1644.

Yang, Y., Blaabjerg, F., and Wang, H. (2014). Low-voltage ride-through of single-phase transformerless photovoltaic inverters. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(3), 1942–1952.

Zhu, Y., Yao, J., and Wu, D. (2011). Comparative study of two stages and single stage topologies for grid-tie photovoltaic generation by pscad/emtdc. In *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, volume 2, 1304–1309.